

## Metodología de Diagnóstico de Fallos para Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red

Núñez A. José R<sup>a,\*</sup>, Benítez P. Israel F<sup>b</sup>, Proenza Y. Roger<sup>c</sup>, Vázquez S. Luis<sup>b</sup>, Díaz M. David<sup>b</sup>

<sup>a</sup> Departamento de Energía, Facultad de Ingeniería, Universidad de la Costa, Calle 58 No 55-66, 080002, Barranquilla, Colombia.

<sup>b</sup> Departamento de Automática, Facultad Ingeniería Eléctrica, Universidad de Oriente, Ave Las Américas, s/n, 90300, Santiago de Cuba, Cuba.

<sup>c</sup> Departamento de Electrificación, CIES, Reparto Abel Santamaría, Micro 3, Santiago de Cuba, Cuba.

### Resumen

Esta investigación tiene como objetivo el diseño de una metodología de diagnóstico de fallos para contribuir al mejoramiento de los indicadores de eficiencia, mantenimiento y disponibilidad de los Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red (SFVCR). Para lograr dicho objetivo, se realiza el estudio del inversor de conexión a red y del modelo matemático del generador fotovoltaico. Luego se cuantifican las pérdidas operacionales del generador fotovoltaico y se adapta el modelo matemático de éste a las condiciones reales del sistema a través de un ajuste polinomial. Un sistema real de conexión a red de potencia nominal 7.5 kWp, instalado en el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) en la provincia Santiago de Cuba, se utiliza para evaluar la metodología propuesta. Con los resultados obtenidos se valida el diseño propuesto para demostrar que éste supervisa con éxito el SFVCR. La metodología fue capaz de detectar e identificar el 100 % de los fallos simulados y los ensayos realizados tuvieron como máximo una tasa de falsa alarma de 0.22 %, evidenciándose su utilidad.

### Palabras Clave:

Detección, aislamiento, diagnóstico, identificación, estimación y acomodación de fallos, sistemas fotovoltaicos, monitorización y supervisión.

### Methodology of Fault Diagnosis for Grid-Connected Photovoltaic Systems of Network Connection

### Abstract

The aim of the present research work is the design of a methodology of fault diagnosis as a contribution to the improvement of indicators about efficiency, maintenance and availability of Photovoltaic Systems of Network Connection (PVSNC). The network connection inverter and the mathematical model of the Photovoltaic Generator were firstly analyzed. Afterwards, the existing operational losses of the Photovoltaic Generator were quantified, and the mathematical model was adapted to the real conditions of the System through a polynomial adjustment. A real network connection system of nominal power 7.5 kWp installed at the Research Center of Solar Energy, in the province of Santiago de Cuba, was used to assess the proposed methodology. The results obtained were validated to show that the proposed design successfully supervises the PVSNC. 100% of the simulated faults were detected and identified with the designed methodology, whose usefulness was additionally shown when having a maximum rate of 0.22% of false alarm in all the tests done.

### Keywords:

Detection, isolation, diagnosis, identification, estimation and accommodation of faults, photovoltaic systems, monitoring and supervision.

## 1. Introducción

La generación de energía eléctrica ha sido uno de los retos principales que ha afrontado la humanidad, con ausencia de la misma los sistemas socio-económicos no se desarrollarían. Es un hecho que los recursos fósiles son limitados y teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda mundial de energía se

prevé que dentro de unos años se agoten (Grimaldo et al., 2017). Sumado a esto, el uso creciente y continuo de energías primarias ha causado un gran daño al medio ambiente, problemas como el calentamiento global y el derretimiento de los polos son consecuencias de su uso.

Una de las alternativas de generación de energía eléctrica son las Fuentes Renovables de Energía (FRE), las cuales, en el

\* Autor para la correspondencia: jnunez22@cuc.edu.co

año 2008, eran poco utilizadas en Cuba. Sin embargo, con las acciones que se vienen desarrollando e implementando se estima que para el año 2030 la generación eléctrica a partir de FRE cubra el 24% de la demanda nacional (Sagastume et al., 2017; Sagastume et al., 2018), ver Figura 1.

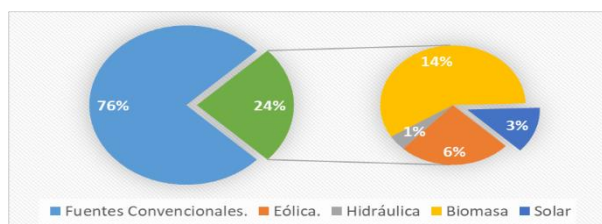


Figura 1. Proyección de las FRE en la generación eléctrica para el año 2030.

Actualmente, uno de los objetivos que persiguen los grupos de investigación y la industria del sector es mejorar el rendimiento de los Sistemas Solares Fotovoltaicos (SFV) instalados, aumentando la producción de energía eléctrica, disminuyendo las pérdidas, logrando fiabilidad en los sistemas y cumpliendo con las medidas necesarias de seguridad (Romera and Santos, 2017; Berbesi, 2012).

En condiciones prácticas, los fallos que son inevitables en los SFV pueden provocar pérdidas de energía, desconexión parcial o total del sistema e incluso infracciones graves de seguridad (González et al., 2018; Alam et al., 2015; Brooks, 2011). La detección de estos fallos en los SFV es, por tanto, crucial para mantener las operaciones normales; de hecho, la detección precisa y temprana de fallos en un sistema fotovoltaico es importante para evitar su progresión y reducir considerablemente las pérdidas de productividad (Garoudja et al., 2017; Mikati et al., 2013).

Se han desarrollado varias técnicas de Diagnóstico de Fallos (DDF) para los SFV, dividiéndose estas en dos grandes grupos: enfoques basados en el historial de procesos (Mekki et al., 2016) y enfoques basados en modelos (Chouder and Silvestre, 2010; Chouder and Silvestre, 2009; Chao et al., 2008), obteniéndose buenos resultados en cuanto a la detección e identificación temprana de fallos a nivel de sistema, principalmente en el lado de corriente directa (CD). Las actuales restricciones que poseen estas técnicas van encaminadas a la capacidad de determinar el número de elementos que se encuentran en fallo, cantidad de módulos fotovoltaicos (FV) o cadenas de módulos FV, lo que propicia un diagnóstico insuficiente que sirva como base para tomar acciones que posibiliten la gestión de una mayor eficiencia (Guerrero et al., 2018).

La principal contribución de este trabajo va encaminada al desarrollo de una metodología DDF basada en modelos, que permita no solo la detección y la clasificación del tipo de fallo que ocurre en el lado de CD en un Sistema Fotovoltaico de Conexión a Red (SFVCR), sino a la determinación de la cantidad de elementos, módulos o cadena de módulos, que están en condición de fallo. Otro aporte que se brinda es el desarrollo de un procedimiento para cuantificar las pérdidas operacionales del Grupo Fotovoltaico (GFV), lo que posibilita tener un conocimiento preciso de su estado de degradación, permitiendo tomar acciones de mantenimiento para conservar el SFVCR en condiciones nominales de operación.

El resto de este documento está organizado de la siguiente manera. La Sección 2 ofrece una descripción del SFVCR que proporciona datos para este estudio y para el análisis de los

posibles fallos y pérdidas. En la Sección 3, se crean las bases de la metodología propuesta al revisar el modelo matemático del GFV, en este caso el modelo de 5 parámetros popularizado por (De Soto et al., 2006). En la sección 4 se diseña e implementa un procedimiento para determinar las pérdidas operacionales del SFVCR y en la sección 5 se desarrolla una estrategia DDF para el SFVCR y se evalúa la propuesta en un sistema real instalado en el Centro de Investigaciones de Energía Solar (CIES) de Santiago de Cuba. Finalmente, en la Sección 6 se detallan las conclusiones de acuerdo a los resultados obtenidos.

## 2. SFVCR de 7.5 kWp instalado en el CIES

El SFVCR, utilizado como parte de esta investigación, en el cual se implementa la metodología propuesta, está situado en el Reparto Abel Santamaría, Micro 3, municipio Santiago de Cuba, provincia del mismo nombre. Se encuentra en las coordenadas, Latitud:  $20^{\circ} 00' 75''$  y Longitud:  $75^{\circ} 77' 07''$ .

Durante todo el año existe un alto y estable potencial de radiación solar en la parte central del terreno que ocupa el CIES, lo que provoca que el índice de radiación se encuentre alrededor de  $5 \text{ kW}\cdot\text{h}/\text{m}^2$  diarios, por lo que la autonomía y adaptabilidad de la tecnología a las condiciones locales favorecen su introducción (Rubio et al., 2018).

En el año 2016, el CIES de Santiago de Cuba, realizó un proyecto vinculado al programa nacional de Fuentes Renovables de Energía (FRE) denominado: “Evaluación del Parque Fotovoltaico Santiago (PFV) - CIES de 2.5 MW conectado a la Red Eléctrica Nacional”, que tenía como objetivo principal conocer el rendimiento en la operación del PFV, ya que, desde su puesta en marcha no se había evaluado la tecnología. El estudio arrojó los siguientes resultados:

- Existe una desviación de potencia del Generador Fotovoltaico (GFV), inferior al valor nominal dado por el fabricante, lo cual indica que, por este concepto, el sistema deja de producir mensualmente  $23.81 \text{ MW}\cdot\text{h}$ .
- Se estima que en el año 2016 el Parque Fotovoltaico (PFV) Santiago CIES operaba al 91% de su rendimiento nominal, Figura 2, por lo que, las pérdidas operacionales del sistema de manera general ascendían a  $25.2 \text{ MW}\cdot\text{h}$  por mes.

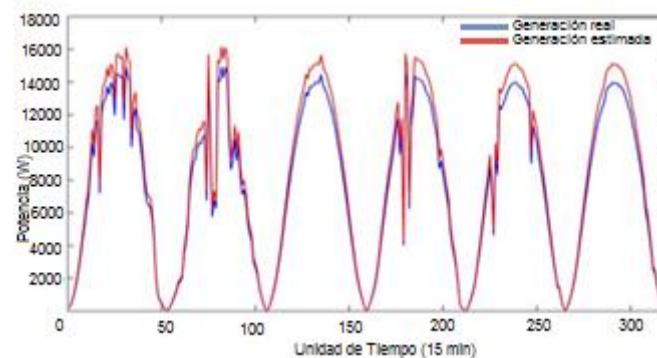


Figura 2. Comportamiento de la potencia generada y estimada durante 6 días de uno de los inversores instalados en el PFV, modelo SMA 17000TL.

Los resultados de este estudio fundamentan la necesidad de mejorar los indicadores del sistema y reducir pérdidas aprovechando la tecnología existente. No obstante, aún cuando los PFV tienen asociado un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), este solo permite la monitorización de la instalación, es decir, el registro en tiempo real de las variables del proceso, dígame, tensión y corriente

directa (CD) y alterna (CA), así como la potencia activa a la salida del inversor y las variables ambientales (irradiancia y temperatura de operación del módulo FV), pero no permite la supervisión del mismo, es decir, el procesamiento de esa información para detectar desviaciones que aparten al sistema de un estado de operación aceptable, y en función de esto, elaborar un diagnóstico.

Limitaciones del SCADA del PFV Santiago CIES:

1. No brinda información acerca de los fallos que ocurren a nivel de módulos FV. Cada módulo FV de 250 Wp genera  $1.050 \frac{kWh}{día}$  aproximadamente, un fallo en este componente es imperceptible por parte del operador, por lo que las pérdidas por este concepto están presentes por largos períodos de tiempo.
2. No existe una evaluación en tiempo real del rendimiento de los elementos principales que constituyen el sistema, dígame GFV e Inversor de Conexión a Red (ICR), lo que dificulta la gestión de la eficiencia en operación, mantenimiento y falsas expectativas en la planificación de la producción energética.
3. El SCADA no tiene herramientas para la gestión de la información de los fallos históricos, por lo que se dificultan los estudios de factibilidad de los PFV.

De manera general, el SCADA que acompaña la monitorización del PFV Santiago CIES, no está provisto de sistemas que le permitan diagnosticar, detectar, aislar y corregir fallos, por lo que gran parte de la detección de fallos es realizado por los operadores, o sea de forma manual, lo que implica ineficiencias en este proceso dadas las decisiones subjetivas a las que se someten estos diagnósticos.

Por lo anterior, es necesario crear un procedimiento de gestión de pérdidas y un sistema de diagnóstico de fallos para mejorar los indicadores de calidad del sistema; por lo que se debe profundizar en la tecnología existente.

### 2.1 Generador Fotovoltaico

El GFV, Figura 3, está integrado en su totalidad por 30 módulos FV, de potencia nominal 250 Wp, modelo HELIENE215MA68, agrupados en tres mesas de trabajo formado por tres cadenas de 10 módulos, cada una, con una potencia de 2.5 kWp, 303 VCD y 8.22 A, que en su totalidad tiene una potencia nominal de 7.5 kWp.



Figura 3. Generador Fotovoltaico CIES de 7.5 kWp.

### 2.2 Unidad de acondicionamiento de potencia. Inversor

Uno de los dispositivos fundamentales de un SFVCR es el Inversor, que funciona como interfaz entre el GFV y la red eléctrica. De este modo, el SFVCR forma parte de los sistemas de generación que alimentan a dicha red.

El sistema está formado, en el lado de CA por dos Inversores Modelo FRONIUS 5000k, Figura 4, conectado uno a dos cadenas de 10 módulos FV, y otro a una cadena de la misma cantidad de módulos FV. Estos inversores siguen la frecuencia cíclica de la tensión de la red a la que se encuentran conectados. Además, la forma de onda de la corriente de salida del inversor es sinusoidal, minimizando el contenido de armónicos inyectados en la red (Real Calvo et al., 2017).



Figura 4. Inversor Fotovoltaico de Conexión a Red FRONIUS PRIMO.

Las principales características de este inversor son: potencia máxima de CD de 5000 W, voltaje nominal de CD de 660 V, corriente máxima de CD igual a 18 A, frecuencia de trabajo 50 y 60 Hz, potencia máxima de CA de 5000 W, rango de tensión de CA entre 194-242 V y corriente máxima de CA de 22.7 A. Los inversores internamente están provistos de protecciones, tanto en la entrada de CD con varistores para los sobre voltajes, como a la salida de CA con fusibles y conexión a tierra.

### 2.3 Sistema de Adquisición de Datos FRONIUS

La tecnología FRONIUS cuenta con un sistema de gestión de datos, denominado Fronius Datamanager, que permite la monitorización de la instalación en tiempo real a través de un servidor WEB, brindándole al usuario la información necesaria de la producción de energía, así como otros parámetros del sistema en su conjunto. El sistema es capaz de monitorizar tanto variables ambientales: irradiancia y temperatura de operación del módulo FV, como variables eléctricas: tensión y corriente del GFV en el Punto de Máxima Potencia (PMP), tensión y corriente alterna, así como la potencia efectiva a la salida del inversor. Todas estas mediciones se realizan cada cinco minutos y forman una base de datos de operación que es actualizada por el Software Fronius Solar Access, ver Figura 5, y que permite, entre otras funcionalidades, la exportación de los datos a Excel.



Figura 5. Software Gestor de Base de Datos Fronius Solar Access.

Partiendo de esta tecnología se debe crear el sistema de detección y evaluación de pérdidas y fallos. Por tanto, se deben conocer los enfoques sobre las pérdidas y fallos en SFVCR que se utilizan a nivel internacional.

## 2.4 Enfoques para el diagnóstico de fallos en SFVCR

Existen dos categorías para clasificar las pérdidas de energía que ocurren en un SFV: las pérdidas operacionales y los fallos (Firth, 2006). Las primeras, inherentes en cualquier sistema fotovoltaico, están asociadas a la inconsistencia entre la eficiencia nominal y la real, las pérdidas de energía resistiva en los cables y las pérdidas debido a la degradación de los componentes. Por otra parte, los fallos están asociados al mal funcionamiento o a un cambio no esperado en el comportamiento de al menos un componente del sistema.

Un enfoque básico para detectar fallos en un SFVCR es comparar la salida de potencia del GFV con un valor de referencia y disparar una alarma cuando se detectan grandes diferencias. En el enfoque adoptado en (Stettler et al., 2005) se lleva a cabo el monitoreo usando satélites, esencialmente obteniendo condiciones climáticas conocidas.

En (Meyer and Van Dyk, 2004) se describe un enfoque activo, en el que se estudia la curva I-V para detectar fallos y se registra a lo largo del tiempo el punto de máxima potencia, de tensión y de corriente. Debido a la naturaleza del barrido de las curvas I-V existe una reducción en la potencia de salida durante el análisis, es decir, no es aplicable a los estudios pasivos de sistemas.

Dos estudios (Vergura et al., 2009; Vergura et al., 2008) consideran varias cadenas fotovoltaicas idénticas y comparan las salidas para clasificar desviaciones significativas. Esto se hace comprobando si se pueden hacer ciertas suposiciones estadísticas, formalmente las diferencias de potencia de salida del GFV se distribuyen de manera independiente con igual varianza. Si este es el caso, se puede aplicar un método conocido como análisis de varianza (Vergura et al., 2009) para construir un intervalo de confianza para la salida de potencia de cada arreglo fotovoltaico. Otro enfoque estadístico lo toma (Zhao et al., 2013) el cual supone un conjunto de cadenas FV idénticas e intenta clasificar las desviaciones de una con respecto a la otra construyendo intervalos de confianza usando diferentes métodos, como son la regla de 3 Sigma, el identificador de Hampel, entre otros.

En el caso del conocimiento dado que rodea los fallos, es posible aplicar el aprendizaje supervisado, (Zhao et al., 2012), donde está disponible un conjunto de datos etiquetados que contienen medidas clasificadas manualmente. Este conjunto de datos se puede generar, por ejemplo, midiendo la tensión y la corriente de los módulos FV operando en condición de fallo. El documento analiza un modelo de árbol de decisiones que toma las medidas disponibles y ubica la mayoría del conjunto de datos de acuerdo a una probable clasificación. El estudio concluye que el rendimiento de la clasificación es muy bueno, pero las aplicaciones en otros sistemas son limitadas debido a que el conjunto de datos está estrechamente vinculado a una instalación FV específica.

La mayoría de los métodos se centran en un parámetro en específico y no buscan la interrelación entre varios de ellos, ni en la naturaleza de las causas. Por esto se profundiza en los fallos típicos para crear un procedimiento que permita detectar sus causas a partir de sus consecuencias.

## 2.5 Fallos típicos en los SFVCR

Se puede decir que existe una amplia gama de condiciones de fallos que ocurren en el lado de CD en los SFVCR (Munoz et al., 2011; Houssein et al., 2010). Esta amplia gama motiva

el uso de la clasificación de los fallos basadas en las propiedades eléctricas inducidas durante un fallo (Zhao, 2010) y usan una categorización en fallos de circuito abierto y fallos de cortocircuito (Zhao et al., 2013; Zhao et al., 2014). Los fallos de cortocircuito ocurren cuando dos potenciales diferentes se unen por accidente y los fallos de circuito abierto ocurren cuando se abre accidentalmente un circuito cerrado. El mismo estudio concluye que los fallos de cortocircuito presentan una caída significativa de tensión a la salida, pero también establece que los fallos de circuito abierto y la degradación causan una disminución significativa en la intensidad de la corriente eléctrica.

Un fallo de cortocircuito puede afectar a las células, a los diodos de derivación y a los módulos FV. Se debe principalmente a la infiltración de agua en los módulos o al mal cableado entre el módulo y el inversor. Además, el envejecimiento de los módulos fotovoltaicos, que es causado por el funcionamiento a largo plazo del SFV, es una de las principales fuentes de fallos de cortocircuito.

Un fallo de circuito abierto puede ocurrir si cualquier ruta de corriente que está en serie con la carga se elimina accidentalmente o se abre desde un circuito cerrado. Tal situación ocurre principalmente debido a una interrupción en los cables entre los módulos fotovoltaicos o las células solares (Garoudja et al., 2017).

Estas relaciones son fundamentales para el diseño de la metodología propuesta basada en el modelo que se describe a continuación.

## 3. Modelado del GFV

Existen varios modelos para predecir la producción de energía de un módulo, de una cadena de módulos FV, o de un arreglo de estos, bajo determinadas condiciones. La mayoría de estos módulos están basados en relaciones de tensión – corriente (I-V) que resulta de simplificaciones aplicadas al modelo de diodo doble (Tian et al., 2012):

- Modelo de 7 parámetros (7PM<sub>2</sub> del inglés *Seven Parameter Model*).
- Modelo de 5 parámetros (5PM, del inglés *Five Parameter Model*).
- Modelo de Desempeño de Arreglos de Sandia (SAPM, del inglés *Sandia Array Performance Model*).
- Modelo de King.
- Ecuaciones de Luft y otros.
- Ecuaciones de Hadj Arab y otros.

La mayoría de estos modelos tienen la desventaja que requieren métodos iterativos y valores de idealización para hacer coincidir las curvas I-V con la de una celda o módulo específico; además de requerir datos experimentales que no se encuentran en las hojas de datos del fabricante.

Teniendo en cuenta lo anterior, el modelo seleccionado para simular el comportamiento del GFV es el modelo de 5 parámetros popularizado por (De Soto et al., 2006) ya que, a diferencia de los demás modelos, solamente requiere información proporcionada por los fabricantes y se ha demostrado su concordancia con resultados experimentales. El mismo requiere de métodos numéricos de solución de sistemas de ecuaciones (De Soto et al., 2006).



El comportamiento de un módulo fotovoltaico puede ser modelado a partir del siguiente circuito equivalente, conocido como modelo de un diodo, ver Figura 6, (Duffie and Beckman, 2013). Este circuito incluye una resistencia en serie ( $R_s$ ) y un diodo en paralelo con una resistencia ( $R_p$ ).

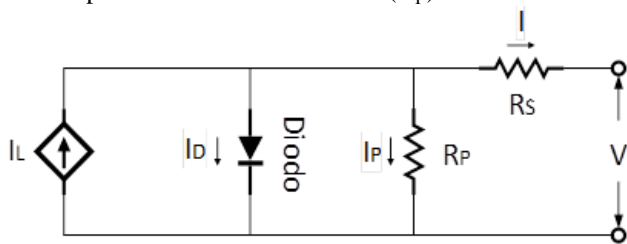


Figura 6: Circuito equivalente de una celda FV según el modelo de 5PM.

Para determinar la tensión ( $V$ ) y la corriente ( $I$ ), deben conocerse 5 parámetros, los cuales son (De Soto et al., 2006):

1. La corriente fotogenerada ( $I_L$ ), expresada en A.
2. La corriente inversa de saturación del diodo ( $I_0$ ), expresada en A.
3. La resistencia en serie ( $R_s$ ), expresada en  $\Omega$ .
4. La resistencia en paralelo ( $R_p$ ), expresada en  $\Omega$ .
5. El factor de idealidad modificado ( $a$ ), adimensional.

El modelo de un diodo determina la corriente y la tensión resultante dado los parámetros de la celda solar (Garoudja, 2017):

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\frac{V + IR_s}{a}} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

A continuación, se muestran las dos etapas de la simulación de un Generador FV:

Etapla 1. Extracción de parámetros en Condiciones Estándar de Medida (CEM: Irradiancia de  $1000 \text{ W/m}^2$  y Temperatura de Operación de  $25^\circ\text{C}$ ).

La ecuación 1 depende de los valores de los 5 parámetros desconocidos. Estos parámetros no se proporcionan en la hoja de datos del fabricante, por lo que la estimación precisa de los mismos es un paso importante en el modelado del GFV. Para hallar estos valores se ha empleado el método descrito por (De Soto et al., 2006). Los datos están bajo CEM, con excepción de la variable NOCT, la cual está dada por condiciones nominales de operación, irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ .

Etapla 2. Determinación de los parámetros bajo cambios en las condiciones de operación.

A partir de la obtención de los 5 parámetros en las CEM, y teniendo en cuenta las relaciones matemáticas de dichos parámetros con las condiciones ambientales (De Soto et al., 2006), es posible estimar los valores de los 5 parámetros para las condiciones reales de operación y simular el comportamiento del GFV en cualquier escenario.

### 3.1 Simulación del Generador Fotovoltaico

Para la simulación del modelo propuesto se utiliza el software MatLab 2015a debido a sus potencialidades tanto en el procesamiento de datos como en los recursos de solución de ecuaciones mediante métodos numéricos. Además, las simulaciones se realizan a partir de los parámetros eléctricos (Datasheet) de un módulo FV comercial HELIENE, modelo HEE215MA68. La Tabla 1 muestra las principales características de este módulo.

Tabla 1. Principales parámetros eléctricos del módulo FV.

REFERENCIA. HEE215MA68		
Datos Eléctricos STC	Unidad	Valor
Potencia Nominal PMPP	W	250
Tensión MPP	V	30,30
Intensidad MPP	A	8,22
Tensión de vacío	V	37,40
Corriente de cortocircuito	A	8,72

En la Figura 7 se aprecia el comportamiento de la curva  $I-V$  ante diferentes valores de irradiancia ( $200 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$  a  $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ ), manteniendo la temperatura de operación en  $25^\circ\text{C}$ . Se evidencia la influencia que tiene la irradiancia con respecto a la corriente fotogenerada y la potencia máxima, ya que a medida que el valor de irradiancia aumenta, la corriente de cortocircuito y la potencia máxima crecen de manera proporcional y viceversa. También se puede evidenciar una variación de tensión de circuito abierto para diferentes niveles de irradiancia, aunque se puede considerar pequeña en comparación con la variación de corriente.

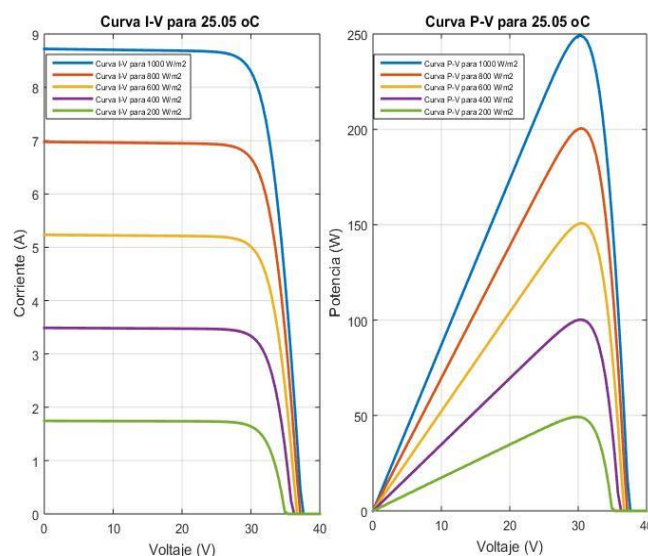


Figura 7. Simulación del comportamiento I-V del módulo FV HELIENE para cambios en la irradiancia.

En la Figura 8 se observa el comportamiento de la curva  $I-V$  ante diferentes valores de temperatura de operación ( $25^\circ\text{C}$  a  $65^\circ\text{C}$ ), manteniendo la irradiancia en  $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ . Se aprecia que el efecto más dominante de la temperatura en la curva  $I-V$  se enfoca en la tensión de circuito abierto, a medida que el valor de la temperatura se incrementa, la tensión de circuito abierto y la potencia máxima decrecen de manera proporcional y viceversa.

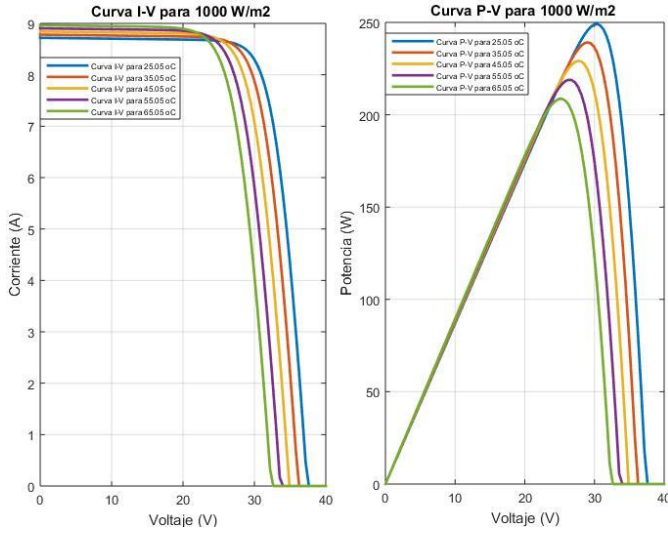


Figura 8. Simulación del comportamiento I-V de un módulo FV HELIENE para cambios en la temperatura de operación.

También se puede evidenciar que la corriente de cortocircuito se incrementa ligeramente para valores mayores de temperatura debido a que la banda de energía, Band Gap, del material decrece ligeramente con la temperatura ya que se crea mayor movimiento de electrones.

Por lo tanto, se demuestra que la irradiancia y la temperatura son las variaciones ambientales más importantes y que la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito son fundamentales para determinar el comportamiento real de un SFVCR. Estos criterios son utilizados en la metodología propuesta que utiliza el modelo que se explica a continuación.

#### 4. Procedimiento para la cuantificación de las pérdidas operacionales del GFV

Se debe conocer que para un correcto diseño de un sistema DDF basado en redundancia analítica es necesario disponer de un modelo que describa el comportamiento real del sistema. Para el caso del GFV el modelo describe el sistema para condiciones ideales, es decir, en función de los parámetros nominales proporcionados por el fabricante en su hoja de datos. Sin embargo, el funcionamiento real del sistema tiene presente las pérdidas operacionales, por lo que es necesario una cuantificación precisa de estas pérdidas con el objetivo de calibrar el modelo del GFV a las condiciones reales de operación, evitando falsas alarmas debido a un fallo.

El análisis que se realiza considera que el comportamiento de un sistema fotovoltaico resulta de su respuesta instantánea a las variaciones de dos condiciones ambientales: la irradiancia incidente ( $S$ ) y la temperatura de operación de las células solares ( $T_c$ ). En un sistema ideal, generando en baja tensión y en ausencia de sombras, la respuesta viene dada por las ecuaciones:

Modelo del Generador Fotovoltaico (GFV).

$$I = I_L - I_0 \left[ e^{\frac{V + IR_S}{a}} - 1 \right] - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (2)$$

$$a = a_{ref} \left( \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right) \quad (3)$$

$$I_{0c} = I_{0,ref} \left[ \frac{T_c}{T_{c,ref}} \right]^3 e^{\left[ \frac{E_{g,ref}}{kT_{c,ref}} - \frac{E_g}{kT_c} \right]} \quad (4)$$

$$I_L = \frac{S}{S_{ref}} \frac{M}{M_{ref}} [I_{L,ref} + \alpha_{ISC} (T_c - T_{c,ref})] \quad (5)$$

$$R_S = R_{S,ref} \quad (6)$$

$$R_p = R_{p,ref} \frac{S_{ref}}{S} \quad (7)$$

Donde:

$E$  es la energía de la banda prohibida, expresada en  $eV$ .

$M$  es la masa del aire, expresada en  $kg$ .

$S$  es la irradiancia solar, expresada en  $W/m^2$ .

$\alpha_{ISC}$  es el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito, expresado en  $^{\circ}C$ .

$I_L, I_0, a, R_S, R_p, M, T_c, S, E_g$  son los valores para las condiciones específicas de operación.

$I_{L,ref}, I_{0,ref}, a_{ref}, R_{S,ref}, R_{p,ref}, M_{ref}, T_{c,ref}, S_{ref}, E_{g,ref}$  son parámetros de referencia del GFV operando en CEM.

El modelo del ICR nos indica su eficiencia, es decir, cuánta energía de CD se convierte en CA, por lo que podemos conocer las pérdidas de energía que se producen sobre la energía total (potencia continua de entrada) para obtener una determinada energía útil (potencia alterna a la salida).

Modelo del Inversor de Conexión a Red (ICR).

$$P_{ac} = \frac{R_p P_{dc} V_{dc}^2 - R_p R_S P_{dc}^2 - V_{dc}^2 V_{ac}^2}{R_p V_{dc}^2} \quad (8)$$

Donde:

$R_S$  y  $R_p$ , expresado en  $\Omega$ , son parámetros obtenidos a partir de una base de datos de operación del inversor.

Una vez caracterizado el clima imperante y estudiados los parámetros nominales del sistema fotovoltaico, es posible predecir el comportamiento del sistema y calcular la desviación existente entre la respuesta ideal y real (Lorenzo et al., 2007). El procedimiento para cuantificar las pérdidas operacionales consiste en:

- Medir la respuesta de potencia del sistema a las condiciones de irradiancia y temperatura de célula durante un tiempo suficiente para barrer todo el espectro de condiciones de operación. Los registros obtenidos constituyen una familia de puntos en el espacio ( $S, T_c, P_{ac,EXP}$ ), es decir, un valor de potencia experimental medida  $P_{ac,EXP}$  para cada uno de los pares de valores ( $S, T_c$ ) que se hayan presentado durante el ensayo.
- Calcular la respuesta en potencia que hubiera tenido el sistema si se hubiese comportado exactamente como describe el escenario de pérdidas establecido en el momento de la predicción. Esto conduce a disponer de una familia de puntos en el espacio ( $S, T_c, P_{ac,SIM}$ ) donde  $P_{ac,SIM}$  representa los valores de potencia calculados para los mismos pares de valores ( $S, T_c$ ) que se hayan presentado durante el ensayo (Lorenzo et al., 2007).
- Determinar el coeficiente  $a$  partiendo de un ajuste polinomial de la forma  $P_{ac,EXP} = (a)P_{ac,SIM}$  en el cual  $a$  representa las pérdidas operacionales del sistema sometido a evaluación, o sea,  $P_{ope} = 100\% * (1 - a)$ .
- Para lograr mayor precisión en la calibración del modelo, potencialidad que necesita la estrategia de diagnóstico de fallos basada en modelos que se describe posteriormente, se ajustan los datos de operación a los coeficientes  $a, b$  y  $c$  de los polinomios:

$$P_{dc,EXP} = (a_{pdc} + b_{pdc}(T_c - 25^{\circ}C) + c_{pdc}S)P_{dc,SIM} \quad (9)$$

siendo  $a_{pdc}$  en el valor definido por la recta  $P_{dc,EXP} = (a_{pdc})P_{dc,SIM}$

$$V_{dc,EXP} = (a_{vdc} + b_{vdc}(T_c - 25^{\circ}C))V_{dc,SIM} \quad (10)$$

siendo  $a_{vdc}$  en el valor definido por la recta  $V_{dc,EXP} = (a_{vdc})V_{dc,SIM}$

$$I_{dc,EXP} = (a_{Idc} + b_{Idc}(T_C - 25^\circ\text{C})) I_{dc,SIM} \quad (11)$$

siendo  $a_{Idc}$  en el valor definido por la recta  $I_{dc,EXP} = (a_{Idc}) I_{dc,SIM}$

Donde:

$S$  es la Irradiancia, expresada en  $\frac{W}{m^2}$ .

$T_C$  es la temperatura de operación del módulo FV, expresada en  $^\circ\text{C}$ .

$P_{dc,EXP}$ ,  $P_{dc,SIM}$  es la potencia de salida del GFV medida y simulada respectivamente, expresada en  $W$ .

$V_{dc,EXP}$ ,  $V_{dc,SIM}$  es la tensión de salida del GFV medida y simulada respectivamente, expresada en  $V$ .

$I_{dc,EXP}$ ,  $I_{dc,SIM}$  es la corriente de salida del GFV medida y simulada respectivamente, expresada en  $A$ .

$P_{ac,EXP}$ ,  $P_{ac,SIM}$  es la potencia de salida del SFVCR medida y simulada respectivamente, expresada en  $W$ .

Obviamente, si  $P_{ope}$  resulta ser un término positivo entonces el sistema no cumple con las expectativas dadas por el fabricante, o tiene un cierto nivel de explotación. Por otra parte, si  $P_{ope}$  es un término negativo entonces la respuesta real del sistema cumple con los datos brindados por el fabricante. La importancia de esta conclusión radica en la comprobación de las condiciones de garantía de los módulos FV.

#### 4.1 Implementación del procedimiento para la cuantificación de las pérdidas operacionales en el sistema FV de 7.5 kWp

El ensayo se realizó en el Microsistema Fotovoltaico instalado en el CIES durante todo el mes de junio del 2018. Se obtuvieron experimentalmente 8468 puntos en el espacio ( $S$ ,  $T_C$ ,  $P_{ac,EXP}$ ) y se calcularon sus valores correlativos ( $S$ ,  $T_C$ ,  $P_{ac,SIM}$ ), Figura 9.

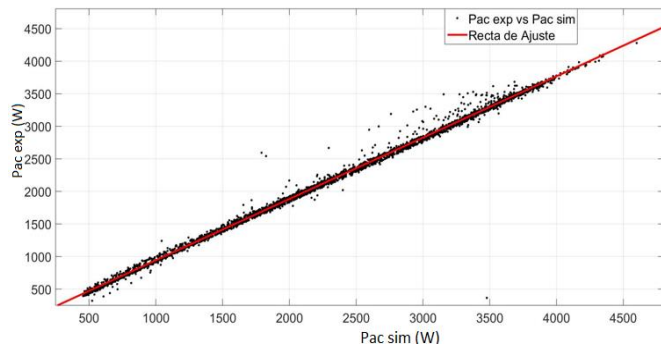


Figura 9. Resultado del análisis de los datos de operación. Ajuste de recta.

El valor de ajuste fue  $a=0.942$  con un coeficiente de determinación para la recta,  $R^2=0.9951$ , por tanto, las pérdidas operacionales del sistema son  $P_{ope}=100\%*(1-0.94)=6\%$ . Un valor de  $R^2$  próximo a la unidad indica que prácticamente toda, 99.51%, de la variación del resultado observado a lo largo del ensayo se explica mediante la ecuación (12),

$$P_{ac,EXP} = (0.94) * P_{ac,SIM} \quad (12)$$

Los resultados obtenidos como parte de la implementación del procedimiento muestran que el Microsistema FV sometido a evaluación presenta deficiencias en cuanto a la generación de energía, ya que las pérdidas operacionales ascienden al 6% con respecto a los valores esperados por el fabricante, en otras palabras, el sistema opera al 94% de la eficiencia nominal declarada por el fabricante para condiciones ambientales reales. Disímiles causas pueden tener efecto en este resultado,

algunas de ellas pueden ser: desviación de la potencia nominal en CEM, degradación, cableado de CD, entre otras.

Los valores de ajuste de los parámetros de los polinomios para la calibración del modelo matemático del GFV se exhiben en la Tabla 2.

Tabla 2. Índices de los polinomios de ajuste.

Polinomio	Parámetros
Polinomio de ajuste de $P_{dc}$	$a_{Pdc}=0.9411$ $b_{Pdc}=0.0772\ \%/^{\circ}\text{C}$ $c_{Pdc} = -2.959*10^{-03}\ \%/ \frac{W}{m^2}$
Polinomio de ajuste de $V_{dc}$	$a_{Vdc}=0.9941$ $b_{Vdc} = -0.000278\ \%/^{\circ}\text{C}$
Polinomio de ajuste de $I_{dc}$	$a_{Idc}=0.9475$ $b_{Idc} = -3.47*10^{-03}\ \%/^{\circ}\text{C}$

En las Figuras 10 y 11 se muestran los planos definidos por el modelo matemático del GFV calibrado a partir del polinomio descrito anteriormente con respecto a los valores experimentales.

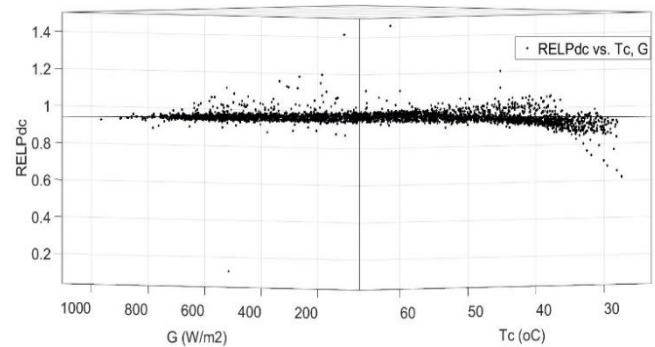


Figura 10. Plano teórico del punto de máxima potencia del GFV con respecto a los datos experimentales, vista frontal.

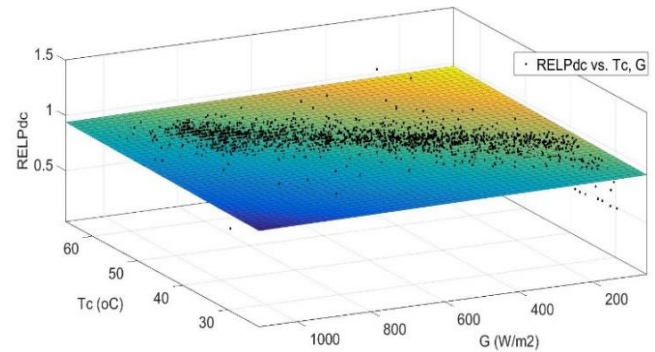


Figura 11. Plano teórico del punto de máxima potencia del GFV con respecto a los datos experimentales, vista diagonal.

## 5. Estrategia de Diagnóstico de Fallos para SFVCR

Tradicionalmente en las industrias manufactureras el control estadístico de calidad se usa para monitorear y controlar la calidad del producto. Además, los gráficos estadísticos de control de procesos pueden proporcionar advertencias tempranas de cambios anormales en las operaciones del sistema, que ayudan a los operadores a identificar la aparición de posibles fallos, tales como cortocircuitos, circuitos abiertos, polarización del sensor, entre otros (Garoudja et al., 2017; Farhat et al., 2015).

Estos cuadros estadísticos incluyen Shewhart, CUSUM (Suma Acumulativa) y gráficos EWMA (Promedio Móvil Ponderado Exponencialmente). Los métodos estadísticos univariados, como el gráfico Shewhart y EWMA, se han utilizado ampliamente para monitorear procesos industriales



durante muchos años (Montgomery, 2009). De aquí que el EWMA fue el seleccionado para este trabajo.

### 5.1 Arquitectura del Sistema DDF basado en EWMA

Una vez desarrollado y validado el modelo matemático del sistema en cuestión, definido un polinomio de ajuste del modelo a los datos reales de operación y aprovechando las ventajas de los gráficos de control EWMA, es posible la estimación de los residuos, aspecto importante en los sistemas DDF basado en modelo.

Por definición, un residuo no es más que la diferencia entre el valor del sistema real y el simulado a partir de un modelo matemático:

$$r(k) = y(k) - \hat{y}(k) \quad (13)$$

Donde:

$r(k)$ . Es el residuo en el instante  $k$ .

$y(k)$ . Es la salida real del sistema en el instante  $k$ .

$\hat{y}(k)$ . Es la salida estimada por el modelo en el instante  $k$ .

El gráfico de control EWMA se aplica para monitorear los residuos obtenidos del sistema DDF.

Los residuos utilizados, partiendo de las características del sistema de monitoreo, así como las ventajas que brinda en cuanto a la simplificación del análisis de diagnóstico, son del tipo estructurado. El procedimiento de diseño consta de dos pasos: el primero consiste en especificar las relaciones de sensibilidad e insensibilidad entre los residuos y los fallos de acuerdo con la tarea de aislamiento asignada; en segundo lugar, se diseña un conjunto de generadores de residuos que dependen de las relaciones especificadas de sensibilidad e insensibilidad (Berbesi, 2012).

El análisis de sensibilidad parte de la clasificación de fallos que ocurren en el lado de CD de un SFVCR. Los de cortocircuito exhiben una caída significativa de tensión, por lo que la variable sensible a este tipo de fallo es la tensión a la salida del GFV, siendo este un buen indicador de identificación de este tipo de fallo. Dependiendo de la magnitud del fallo de cortocircuito será la cantidad de módulos FV en condición de fallo. Por otro lado, los fallos de circuito abierto presentan una caída significativa de corriente, por lo que la variable sensible a este tipo de fallo es la corriente de salida del GFV. Por otra parte, la potencia máxima, al ser afectado por ambos tipos de fallos es un buen indicador para la detección de estos.

Partiendo de este análisis se definieron los residuos:

$$RI = \frac{I_{mpp \text{ real}} - (a_{Idc} + b_{Idc}(T_C - 25^\circ C))I_{mpp \text{ sim}}}{(a_{Idc} + b_{Idc}(T_C - 25^\circ C))I_{mpp \text{ sim}}} \quad (14)$$

$$RV = \frac{V_{mpp \text{ real}} - (a_{Vdc} + b_{Vdc}(T_C - 25^\circ C))V_{mpp \text{ sim}}}{(a_{Vdc} + b_{Vdc}(T_C - 25^\circ C))V_{mpp \text{ sim}}} \quad (15)$$

$$RP = \frac{P_{mpp \text{ real}} - (a_{Pdc} + b_{Pdc}(T_C - 25^\circ C) + c_{Pdc}S)P_{mpp \text{ sim}}}{(a_{Pdc} + b_{Pdc}(T_C - 25^\circ C) + c_{Pdc}S)P_{mpp \text{ sim}}} \quad (16)$$

Donde:

$I_{mpp \text{ real}}$  y  $I_{mpp \text{ sim}}$  son los valores de corriente en PMP medida y simulada respectivamente.

$V_{mpp \text{ real}}$  y  $V_{mpp \text{ sim}}$  son los valores de tensión en PMP medida y simulada respectivamente.

$P_{mpp \text{ real}}$  y  $P_{mpp \text{ sim}}$  son los valores de potencia en PMP medidas y simuladas respectivamente.

$a_{Idc}$ ,  $b_{Idc}$ ,  $a_{Vdc}$ ,  $b_{Vdc}$ ,  $a_{Pdc}$ ,  $b_{Pdc}$  y  $c_{Pdc}$  son los coeficientes de los polinomios de ajuste de cada una de las variables.

$S$  y  $T_C$  son la irradiancia y la temperatura de operación de módulo FV respectivamente.

Al conocer la forma de conexión del GFV se puede determinar, aproximadamente, cuanto representa un módulo o una cadena FV en las variables monitoreadas, por lo que estos residuos permiten, a partir de su magnitud, determinar la cantidad de módulos o cadena de módulos FV que se encuentran fuera de la operación normal ya que están definidos como pérdidas de manera porcentual con respecto a la salida del modelo matemático.

### 5.2 Algoritmo de identificación de fallos en el SFVCR

Para mejorar las operaciones del sistema no solo se detecta un fallo en el sistema de una manera eficiente, sino también se identifica el tipo de fallo que resulta en la ocurrencia de algún evento anormal en el SFVCR. Con este fin, el gráfico EWMA se aplica en función del residuo de la potencia de CD para detectar la presencia de fallos. Luego, el tipo de fallo se identifica al analizar los resultados de monitoreo del gráfico EWMA cuando se aplica a los residuos de corriente y tensión en la etapa de CD. El algoritmo propuesto para la identificación de fallos en SFVCR se resume en la Figura 12.

La estrategia propuesta parte de la potencia máxima para detectar un fallo. Esta elección se debe principalmente al hecho de que los fallos afectan inevitablemente a esta variable. Por lo tanto, la potencia máxima se usa como un indicador de fallo en la etapa de detección.

Por otro lado, tanto la corriente como la tensión de CD no son los mejores parámetros para ser utilizados como indicadores sensibles en esta etapa. Por ejemplo, cuando se produce un cortocircuito en un módulo fotovoltaico de una cadena, el valor del indicador de corriente no cambia significativamente desde su punto de ajuste en operación normal. Mientras tanto, aparece un cambio sustancial en el indicador de potencia máxima. Además, la misma situación ocurre cuando un string o cadena está completamente desconectado. En este caso, la tensión de salida de CD permanece inalterada en relación con su estado normal a diferencia de la potencia máxima, que si disminuye considerablemente (Garoudja et al., 2017 ).

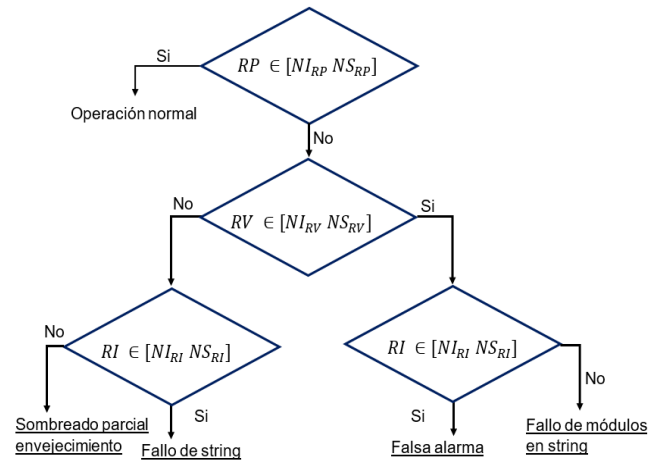


Figura 12. Algoritmo de identificación de fallos en SFVCR.

Ahora bien, en la etapa de aislamiento, los indicadores de corriente y tensión si tienen relevancia, por un lado, un módulo en cortocircuito afecta principalmente al indicador de tensión



mientras que por otro lado un fallo por circuito abierto en una cadena afecta principalmente el indicador de corriente.

### 5.3 Resultados de la Metodología DDF

La metodología DDF propuesta se valida utilizando datos de operación recopilados del SFVCR de 7.5 kWp instalado en el CIES en Santiago de Cuba, ver Sección 2. Partiendo de estos datos se calculan los límites de control dentro de los cuales el sistema debe operar si se encuentra libre de fallos.

Para evaluar esta metodología se llevan a cabo dos casos de estudio que involucran diferentes tipos de fallos. En el primer caso se supone que el sistema fotovoltaico contiene uno o más módulos fotovoltaicos en cortocircuito y en el segundo caso de estudio se considera una cadena fotovoltaica en circuito abierto.

#### 5.3.1 Condiciones de funcionamiento normales

El cálculo de los límites de control, que definen el buen desempeño del SFVCR, se realiza a partir de una base de datos de operación correspondiente al mes de junio del 2018.

Los residuos se obtuvieron a partir de las ecuaciones de la sección 5.1. En la Tabla 3 se muestran los límites de control de los residuos (RI, RV y RP) obtenidos como parte del análisis de los datos de operación.

Tabla 3. Límites de control de los residuos del SFVCR

Variables observadas	Límites de control
RP residuo de $P_{mpp}$	NS = 0.0498 NI = - 0.0498
RV residuo de $V_{mpp}$	NS = 0.0149 NI = - 0.0149
RI residuo de $I_{mpp}$	NS = 0.0545 NI = - 0.0545

En la Figura 13 se observa cómo se mantiene RP dentro de los límites de control evidenciando que el sistema se encuentra libre de fallos. Así, las Figuras 14 y 15 muestran como el comportamiento de RI y RV se mantiene también dentro del rango establecido para el sistema en condición de operación normal.

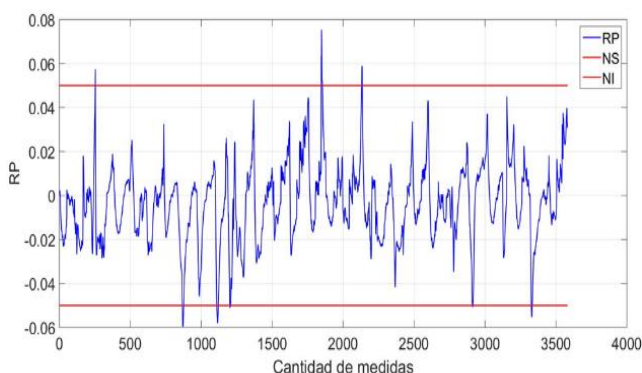


Figura 13. Resultado del monitoreo del residuo RP para el SFVCR libre de fallos.

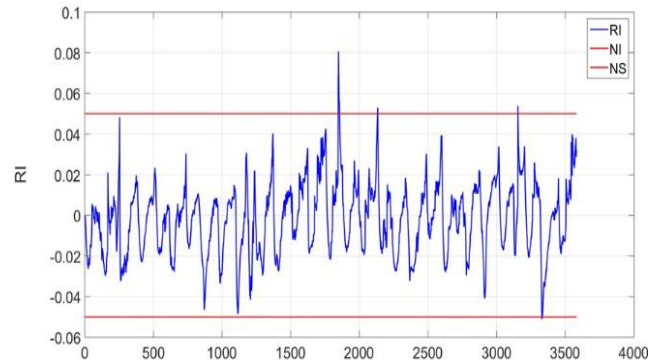


Figura 14. Resultado del monitoreo del residuo RI para el SFVCR libre de fallos.

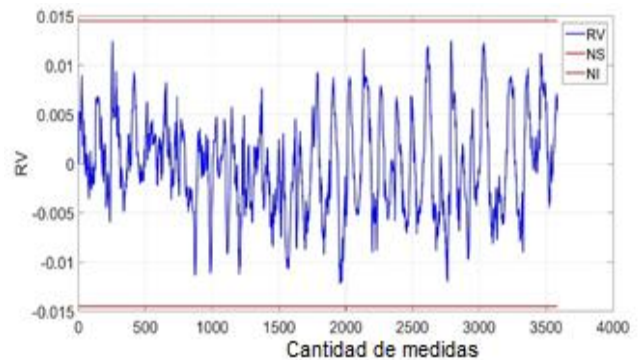


Figura 15. Resultado del monitoreo del residuo RV libre de fallos.

Es importante destacar que aun cuando el sistema se encuentra en la condición normal de operación, existen valores de los residuos que se escapan de la zona libre de fallos. De los 3582 puntos obtenidos en los residuos, el peor de los casos tiene 8 puntos, correspondiente al residuo de RP, que se encuentran fuera del rango establecido en la condición normal de operación, lo que equivale a una tasa de falsa alarma de 0.22%. Este valor implica que el 99.78% de las mediciones se encuentran dentro del rango establecido, demostrando la calidad de la metodología propuesta cuando el sistema se encuentra en condición normal de operación, en correspondencia con lo planteado en (Montgomery, 2009).

#### 5.3.2 Estudio de caso de cadenas FV en cortocircuito

En este caso de estudio se evalúa el comportamiento que presenta el algoritmo DDF cuando se presenta un fallo por cortocircuito en módulos FV. Se analizan tres ejemplos de fallos para este caso: un módulo FV en cortocircuito, dos módulos FV en cortocircuito y cuatro módulos FV en cortocircuito. Las mediciones se realizaron con un trazador de Curva I-V, modelo I-V 400, fabricado por HT Instruments, el cual permite de forma directa la obtención de la curva I-V y las características de los principales parámetros eléctricos de los módulos FV.

- Un módulo FV en cortocircuito.

A partir del análisis de los datos se puede ver que los residuos de corriente de CD se encuentran dentro de los límites de control, es decir, este tipo de fallos no afecta considerablemente este indicador. No siendo así para el residuo de tensión DC que si exhibe una desviación en correspondencia con los límites de control.

Debido a que un módulo FV está desconectado, simulando el comportamiento del fallo, se pierde una potencia equivalente

al 10% de la potencia nominal. La Figura 16 muestra cuando se detecta el fallo, y en las Figuras 17 y 18 se analizan los resultados relacionados con la corriente y la tensión de salida para identificar el tipo de fallo.

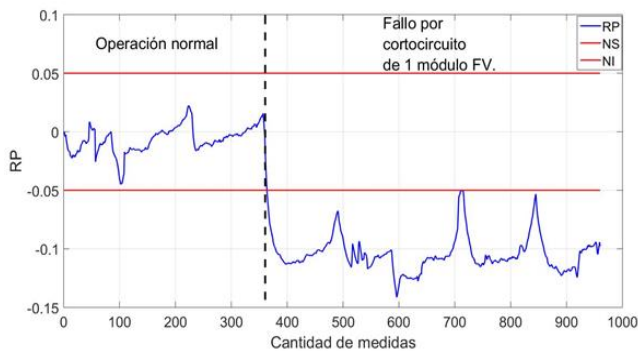


Figura 16. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RP en presencia de un fallo de cortocircuito en un módulo FV.

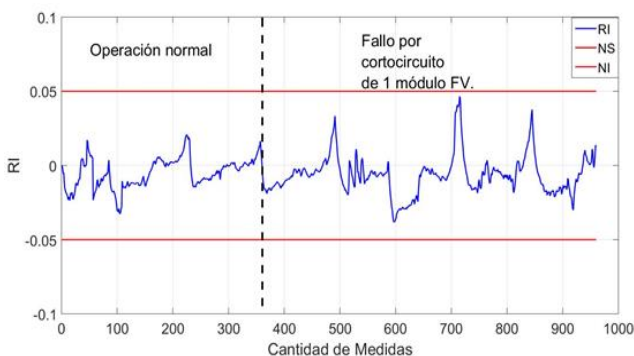


Figura 17. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RI en presencia de un fallo de cortocircuito en un módulo FV.

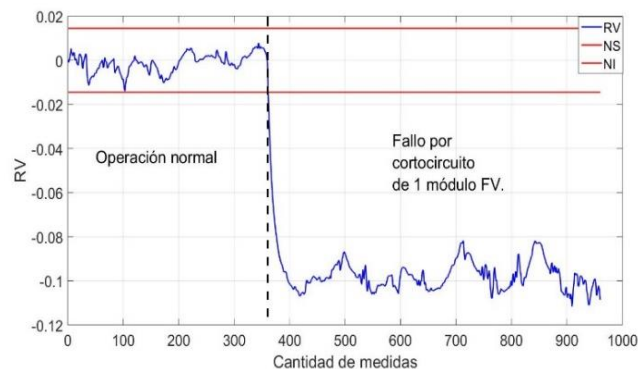


Figura 18. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RV en presencia de un fallo de cortocircuito en un módulo FV.

De acuerdo al algoritmo planteado se identifica un fallo de cortocircuito ya que el residuo de corriente permanece dentro de los límites de control mientras el residuo de tensión se desvía de este rango. Acorde a la magnitud del residuo de tensión se puede determinar la cantidad de módulos FV que se encuentran en fallo, teniendo en cuenta que están conectados 10 módulos en serie y que el residuo exhibe una caída del 10%, se infiere que un módulo se encuentra en fallo por cortocircuito en correspondencia con el fallo simulado.

- Dos módulos FV en cortocircuito.

Para este caso se simula el fallo desconectando dos módulos de una cadena FV. El comportamiento de los residuos es similar al caso anterior, ver Figura 19, debido a que es un fallo del mismo tipo, Figuras 20 y 21.

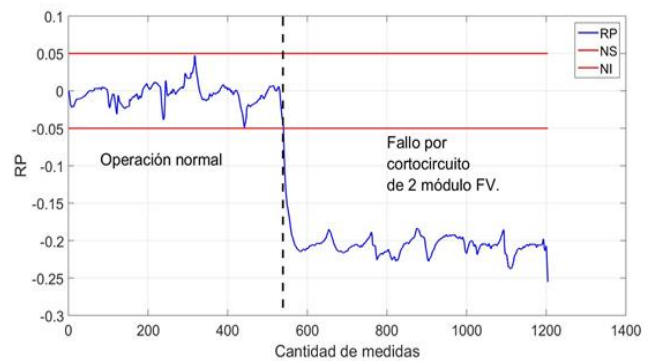


Figura 19. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RP en presencia de un fallo de cortocircuito en dos módulos FV.

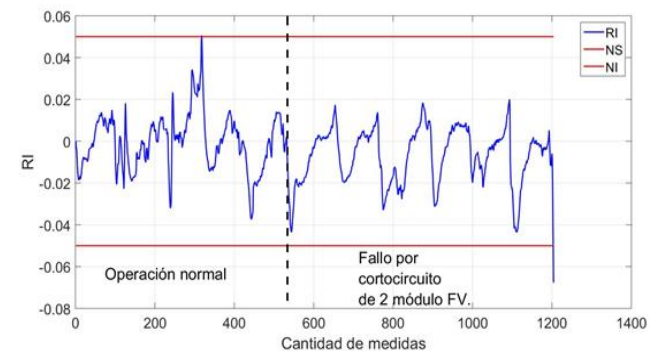


Figura 20. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RI en presencia de un fallo de cortocircuito en dos módulos FV.

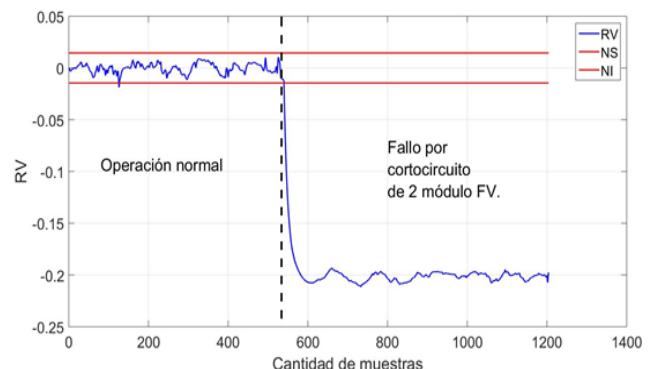


Figura 21. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RV en presencia de un fallo de cortocircuito en dos módulos FV.

De acuerdo a la magnitud del residuo de tensión se puede determinar la cantidad de módulos FV que se encuentran en fallo, teniendo en cuenta que están conectados 10 módulos en serie y que el residuo exhibe una caída del 20% se infiere que dos módulos se encuentran en fallo por cortocircuito en correspondencia con el fallo simulado.

- Cuatro módulos FV en cortocircuito.

Para este caso se simula el fallo desconectando cuatro módulos de una cadena FV. El comportamiento de los residuos es similar al caso anterior, ver Figura 22, debido a que es un fallo del mismo tipo, Figuras 23 y 24.

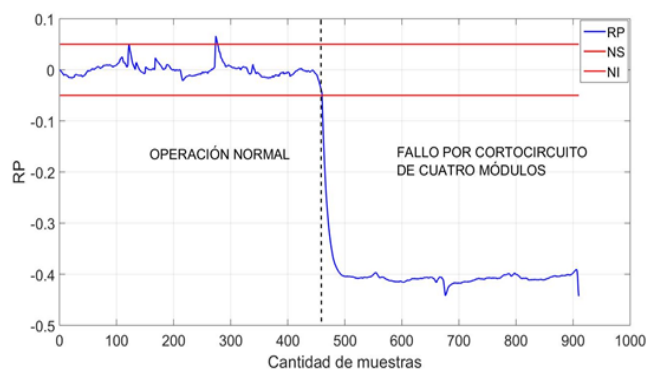


Figura 22. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RP en presencia de un fallo de cortocircuito en cuatro módulos FV.

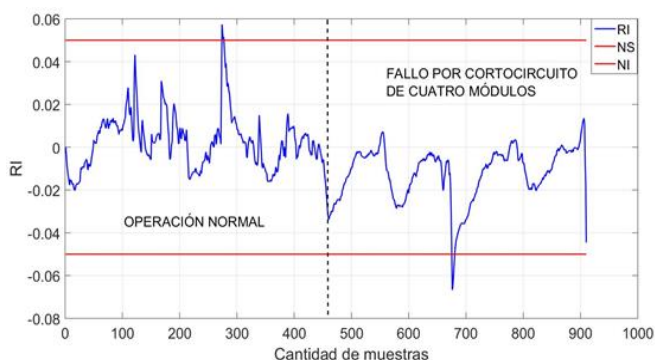


Figura 23. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RI en presencia de un fallo de cortocircuito en cuatro módulos FV.

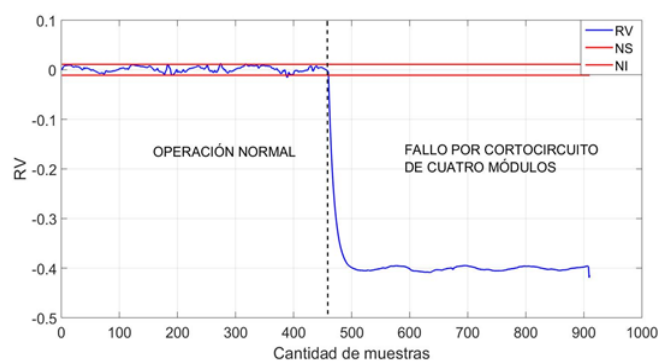


Figura 24. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RV en presencia de un fallo de cortocircuito en cuatro módulos FV.

De acuerdo a la magnitud del residuo de tensión se puede determinar la cantidad de módulos FV que se encuentran en fallo, teniendo en cuenta que están conectados 10 módulos en serie y que el residuo exhibe una caída del 40%, se infiere que cuatro módulos se encuentran en fallo por cortocircuito en correspondencia con el fallo simulado.

### 5.3.3 Estudio de caso de cadenas FV en circuito abierto

En este caso se evalúa el rendimiento del algoritmo DDF propuesto cuando ocurre un fallo de circuito abierto. Para ello, se introduce un fallo de circuito abierto en un arreglo FV desconectando la segunda cadena del sistema FV monitoreado.

Debido a que una de las dos cadenas del arreglo FV está desconectada, se pierde una gran cantidad de energía, casi el 50% de la potencia nominal. Después de detectar la presencia del fallo, Figura 25, se analizan los resultados relacionados con la corriente y la tensión de salida para identificar el tipo de fallo, Figuras 26 y 27.

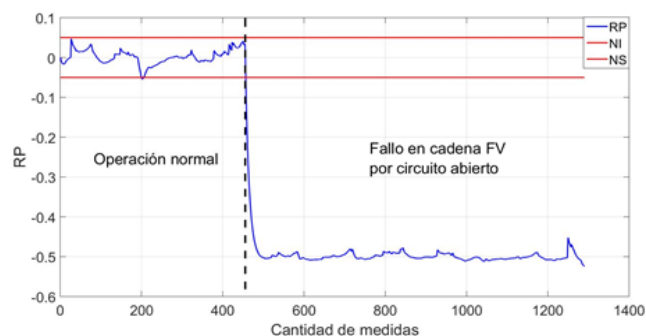


Figura 25. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RP en presencia de un fallo de circuito abierto.

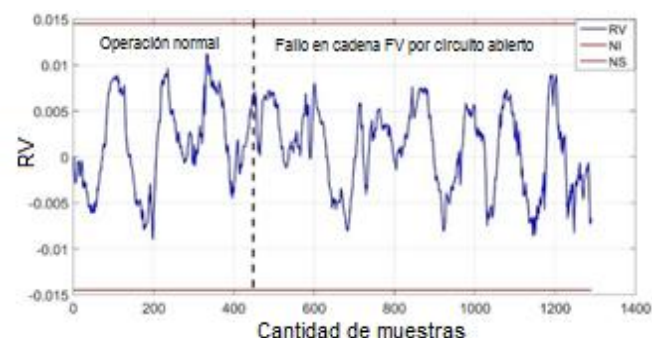


Figura 26. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RV en presencia de un fallo de circuito abierto.



Figura 27. Resultado del monitoreo del gráfico de control EWMA para el residuo RI en presencia de un fallo de circuito abierto.

De acuerdo al algoritmo planteado se identifica un fallo de circuito abierto ya que el residuo de tensión permanece dentro de los límites de control mientras el residuo de corriente se desvía de este rango. De acuerdo a la magnitud del residuo de corriente se puede determinar la cantidad de cadenas FV que se encuentran en fallo, teniendo en cuenta que están conectadas dos cadenas al ICR y que el residuo exhibe una caída del 50% se infiere que una cadena se encuentra en fallo por circuito abierto en correspondencia con el fallo simulado.

## 6. Conclusiones

En los enfoques de detección de fallos basados en modelos, tanto la irradiancia solar como las mediciones de temperatura del módulo FV son necesarias para predecir el punto de máxima potencia (MPP) del SFVCR.

En este artículo se desarrolla una metodología para monitorear el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos mediante la detección de fallos en el lado de CD y el diagnóstico del tipo de fallo detectado. Debido a la amplia variedad de fallos que pueden ocurrir en un GFV, se usa una clasificación basándonos en las propiedades eléctricas



inducidas en el sistema cuando está operando en condición de fallo: fallos de circuito abierto y fallos de cortocircuito.

Los residuos de tensión y corriente se usan para diferenciar entre fallos de circuito abierto y fallos de cortocircuito en un sistema fotovoltaico. Utilizando datos prácticos de un SFVCR de 7.5 kWp instalado en el CIES, la metodología fue capaz de detectar e identificar el 100 % de los fallos simulados y los ensayos realizados tuvieron como máximo una tasa de falsa alarma de 0.22 %, evidenciando la capacidad de la metodología propuesta.

La aplicación de esta metodología en los SFVCR contribuye a elevar los indicadores de eficiencia, mantenimiento y disponibilidad al reducir los tiempos de parada, detección y reparación de los módulos.

## Agradecimientos

Especial agradecimiento a los profesores del Departamento de Control Automático de la Universidad de Oriente, Santiago de Cuba, Cuba, y al CIES el cual garantizó los recursos necesarios para llevar adelante esta investigación.

## Referencias

- Alam, M., Khan, F., Johnson, J., Flicker, J., 2015. A comprehensive review of catastrophic faults in PV arrays: types, detection, and mitigation techniques. *IEEE Journal of Photovoltaics* 5(3):1-16. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2015.2397599.
- Berbesi, T., 2012. Aplicación de técnicas robustas para detección y diagnóstico de fallos. Tesis Doctoral. Universidad de Valladolid, España.
- Brooks, B. 2011. The bakersfield fire: a lesson in ground-fault protection. *SolarPro*, Issue 4.2, Feb/Mar'11.
- Chao, K., Ho, S., Wang, M., 2008. Modeling and fault diagnosis of a photovoltaic system. *Electric Power Systems Research* 78 (1), p. 97–105. DOI:10.1016/j.epsr.2006.12.012.
- Chouder, A., Silvestre, S., 2010. Automatic supervision and fault detection of PV systems based on power losses analysis. *Energy Conversion and Management*, Volume 51, Issue 10, Pages 1929-1937. DOI: 10.1016/j.enconman.2010.02.025.
- Chouder, A., Silvestre, S., 2009. S. Analysis model of mismatch power losses in PV systems. *Journal of Solar Energy Engineering*, 131(2), 024504-5 pages. DOI:10.1115/1.3097275.
- De Soto, W., Klein, W., Beckman, W. A., 2006. Improvement and Validation of a Model for Photovoltaic Array Performance. *Solar Energy*, 80(2), Pages 78-88. DOI: 10.1016/j.solener.2005.06.010.
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes*. Fourth Edition. Published by John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.
- Farhat, M., Barambones, Ó., Ramos, J., Durán, E., Andújar, J., 2015. Design and Implementation of a Stable Control System based on Fuzzy Logic in order to optimize the performance of a Photovoltaic Generation System. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, 12(4), 476-487. DOI:10.1016/j.riai.2015.07.006.
- Firth, S. K., 2006. Raising Efficiency in Photovoltaic Systems: High Resolution Monitoring and Performance Analysis. Tesis Doctoral. Institute of Energy and Sustainable Development De Montfort University.
- Garoudja, E., Harrou, F., Sun, Y., Kamel, K., Chouder, A., Silvestre, S., 2017. Statistical fault detection in photovoltaic systems. *Solar Energy*, 150(1), Pages 485-499. DOI: 10.1016/j.solener.2017.04.043.
- González, G. N., De Angelo, C. H., Forchetti, D. G., Aligia, D. A., 2018. Detection and Isolation of Faults on the Rotor Side Converter of Doubly Fed Induction Generators. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 15(3), 297-308. ISSN: 1697-7912, DOI: 10.4995/riai.2017.9042.
- Grimaldo Guerrero, J. W., Mendoza Becerra, M. A., Reyes Calle, W. P., 2017. Modelo para pronosticar la demanda de energía eléctrica utilizando los producto interno brutos sectoriales: Caso de Colombia. *Revista Espacios* Vol. 38 (22), 38.
- Guerrero, J. W. G., Toscano, A. D. R., Pacheco, L. V., Tovar, J. O., 2018. Analysis of the Energetic and Productive Effects Derived by the Installation of a Conveyor Belt in the Metal-mechanic Industry. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 8(6), 196-201. DOI: 10.32479/ijep.7066.
- Houssein, A., Héraud, N., Souleiman, I., Pellet, G., 2010. Monitoring and fault diagnosis of photovoltaic panels. *IEEE International Energy Conference, Manama*, pp. 389-394. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2010.5771711.
- Lorenzo, E., Martínez F., Muñoz, J., Narvarte, L., 2007. Predicción y ensayo de la producción de la energía FV conectada a la red. *Éra solar: Energías renovables*, ISSN 0212-4157, N° 139, págs. 22-31.
- Mekki, H., Mellit, A., Salhi, H., 2016. Artificial neural network-based modelling and fault detection of partial shaded photovoltaic modules. *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol 67, p. 1–13. DOI: 10.1016/j.simpat.2016.05.005.
- Meyer, E. L., Van Dyk, E. E., 2004. Assessing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters, in *IEEE Transactions on Reliability*, vol. 53, no. 1, pp. 83-92. DOI: 10.1109/TR.2004.824831.
- Mikati, M., Santos, M., Armenta, C., 2013. Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system. *Renewable Energy*, 57, 587-593. DOI: 10.1016/j.renene.2013.02.018.
- Montgomery, D., 2009. *Introduction to Statistical Quality Control*. Sixth Edition 978-0-470-16992-6 Printed in the United States of America.
- Munoz, M., Alonso-García, M., Vela, N., Chenlo, F., 2011. Early degradation of silicon pv modules and guaranty conditions. *Solar Energy* 85(9):2264-2274. DOI: 10.1016/j.solener.2011.06.011.
- Real Calvo, R., Moreno Muñoz, A., Pallares López, V., González Redondo, M., Moreno García, I., Palacios García, E., 2017. Intelligent Electronic System to Control the Interconnection Between Distributed Generation Resources and Power Grid. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 14(1):56-69, DOI:10.1016/j.riai.2016.11.002.
- Romera Cabrerizo, J. A., Santos, M., 2017. ParaTrough: Modelica-based Simulation Library for Solar Thermal Plants. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 14(4):412-423. DOI: 10.1016/j.riai.2017.06.005.
- Rubio, F. R., Navas, S. J., Ollero, P., Lemos, J. M., Ortega, M. G., 2018. Optimal Control Applied to Distributed Solar Collector Fields. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial*, 15(3), 327-338. DOI: 10.4995/riai.2018.8944.
- Sagastume Gutiérrez, A., Cabello Eras, J.J., Hens, L., 2017. The Biomass Based Electricity Generation Potential of the Province of Cienfuegos, Cuba. *Waste Biomass Valor.* 8(6), 2075–2085. <https://doi.org/10.1007/s12649-016-9687-x>.
- Sagastume Gutiérrez, A., Cabello Eras, J.J., Huisinghc, D., Vandecasteeled, C., Hense, L., 2018. The current potential of low-carbon economy and biomass-based electricity in Cuba. The case of sugarcane, energy cane and marabu (*Dichrostachys cinerea*) as biomass sources. *Journal of Cleaner Production*. 17(2), Pages 716-723. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.11.209.
- Stettler, S., Toggweiler, P., Wiemken, E., Heidenreich, W., Keizer, A.C., Sark, W.G., Feige, S., Schneider, M., Heilscher, G., É., Lorenz, R., Drews, A., Heinemann, D., 2005. Failure Detection Routine for Grid Connected Pv Systems as Part of the Pvsat2 Project. 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition.
- Tian, H., Mancilla-David, F., Ellis, K., Muljadi, E., Jenkins, P., 2012. Detailed Performance Model for Photovoltaic Systems: Preprint. United States. National Renewable Energy Laboratory. 56 páginas.
- Vergura, S., Acciani, G., Amoroso, V., Patrono, G., 2008. Inferential statistics for monitoring and fault forecasting of pv plants. In *Industrial Electronics IEEE International Symposium on*, p. 2414–2419. DOI: 10.1109/ISIE.2008.4677264.
- Vergura, S., Acciani, G., Amoroso, V., Patrono, G., Vacca, F., 2009. Descriptive and inferential statistics for supervising and monitoring the operation of pv plants. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on Energy Conversion*, p. 4456–4464. DOI: 10.1109/TIE.2008.927404.
- Zhao, Y., 2010. Fault analysis in solar photovoltaic arrays. Master's thesis, Northeastern University. Boston, Massachusetts. <http://hdl.handle.net/2047/d20003009>.
- Zhao, Y., Ball, R., Mosesian, de Palma, J., Lehman, B., 2014. Graph-based semi-supervised learning for fault detection and classification in solar photovoltaic arrays. In *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 5, pp. 2848-2858. DOI: 10.1109/TPEL.2014.2364203.
- Zhao, Y., Lehman, B., Ball, R., Mosesian, J., de Palma, J.F., 2013. Outlier detection rules for fault detection in solar photovoltaic arrays. In *Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Twenty-Eighth Annual IEEE*, p. 2913–2920. DOI: 10.1109/APEC.2013.6520712.
- Zhao, Y., Yang, L., Lehman, B., de Palma, J., Mosesian, J., 2012. Decision tree-based fault detection and classification in solar photovoltaic arrays. *Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Orlando, FL*, pp. 93-99. DOI: 10.1109/APEC.2012.6165800.